

# Proyecto de Instalaciones Eléctricas y Equipos del tramo Altza- Galtzaraborda

## Anejo Nº 2 – Cálculos justificativos.

TTE-II-21004-PWS-IEE-ANX-0002  
V1



**We Make  
Your Way Easier**

Preparado para:



Nombre: Euskal Trenbide Sarea  
Dirección: San Vicente 8, Edificio  
Albia I. Planta 14. Bilbao.  
CP: 48001

Preparado por :



Nombre: CAF Turnkey  
& Engineering  
Dirección: Laida Bidea,  
Edificio 205,Zamudio  
CP: 48170

# Proyecto de Instalaciones Eléctricas y Equipos del tramo Altza-Galtzaraborda

## Anejo N° 2 – Cálculos justificativos.

TTE-II-21004-PWS-IEE-ANX-0002

V1

Revisión del documento		
Revisión	Fecha	Objetivo de la revisión
1	20/06/2024	Versión Inicial

<i>Preparado por</i>	APC	<i>Revisado por</i>	IAA	<i>Aprobado por</i>	BIR
<b>Nombre</b>	Ander Pérez Caro	<b>Nombre</b>	Iker Aizpuru Aragón	<b>Nombre</b>	Borja Irazu Rivero
<b>Firma</b>		<b>Firma</b>		<b>Firma</b>	
<b>Fecha:</b>	20/06/2024	<b>Fecha:</b>	20/06/2024	<b>Fecha:</b>	20/06/2024

# Índice de Contenidos

<b>1. Objeto .....</b>	<b>7</b>
<b>2. Criterios Generales de diseño .....</b>	<b>7</b>
2.1. Tensión 400/230 v.c.a. ....	7
2.1.1. Protección contra contactos directos.....	7
2.1.2. Protección contra indirectos .....	8
2.2. Tensiones de 13,2 KV .....	9
2.3. Resumen y recomendación final .....	10
<b>3. Datos iniciales.....</b>	<b>10</b>
3.1. Datos iniciales red de 13,2 kV .....	10
<b>4. Demanda de energía.....</b>	<b>11</b>
4.1. Baterías de condensadores.....	12
4.2. Balance de cargas de la red.....	12
4.2.1. Balance de cargas de la red de 13,2 kV.....	12
4.3. Suministro energía estaciones .....	14
4.3.1. Suministro energía de estaciones de la red de 13,2 kV.....	14
<b>5. Dimensionamiento red de alta tensión.....</b>	<b>15</b>
5.1. Dimensionamiento red 13,2 kV .....	15
5.1.1. Caída de tensión en red 13,2 kV .....	15
5.1.2. Carga máxima del cable en red 13,2 kV.....	17
5.1.3. Características del cable elegido .....	17
5.1.4. Intensidad de cortocircuito en red de 13,2 kV .....	18
5.1.5. Cálculo de la intensidad de cortocircuito Fase Tierra .....	21
5.1.6. Consideraciones al funcionamiento y explotación red 13,2 kV .....	22
5.1.7. Comprobaciones del Cable para la red 13,2 kV .....	23
<b>6. Dimensionado cables y elementos de baja tensión 400/230.....</b>	<b>24</b>
6.1. Secciones de cables .....	24
6.2. Sección de cable por intensidad térmica.....	24
6.3. Sección por caída de tensión .....	25
6.4. Sección de cable por intensidad de cortocircuito .....	27
6.4.1. Cálculo de secciones .....	27
6.5. Resto de instalación de baja tensión.....	28
6.5.1. En instalación de baja tensión de CT 630 kVA.....	28
6.5.2. En instalación de baja tensión de CT 1.000 kVA.....	31
6.5.3. Dimensionado de protecciones .....	33
6.5.4. Dimensionado de bandejas y tubos .....	34
6.5.5. Dimensionado de Baterías de Condensadores .....	34
<b>7. Red de tierras en estaciones .....</b>	<b>35</b>

7.1. Datos de partida .....	35
7.2. Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto .....	35
7.3. Diseño preliminar e instalación ejecutada de la red de tierras .....	35
7.4. Cálculo de la resistencia del sistema de tierra .....	37
7.4.1. Red de 13,2 kV .....	37
7.4.2. Resistencia del sistema de Tierras.....	37
7.5. Comprobación aparellaje baja tensión .....	41

# Índice de Figuras

Figura 1 Cable de la red de 13,2 kV.....	18
Figura 2 Cuadro Distribución BT SE Sasuategi.....	29
Figura 3 Variación del factor K en función de R/X.....	30
Figura 4 Cuadro Distribución BT Pasaia .....	32
Figura 5 Variación del factor K en función de R/X.....	32

# Índice de Tablas

Tabla 1. Tiempos de interrupción según la tensión nominal.....	9
Tabla 2 Cargas de la Red de 13,2 kV para la nueva línea de Altza-Galtzaraborda. ....	12
Tabla 3 Cargas de la Red de 13,2 kV en la estación de Pasaia del metro Donostialdea .....	13
Tabla 4 Cargas de la Red de 13,2 kV en la salida de Emergencia de Sasuategi .....	14
Tabla 5 Potencias de transformadores con Red de 13,2 kV del tramo entre Altza y Galtzaraborda.....	15
Tabla 6 Caídas de Tensión en la red de 13,2 kV .....	17
Tabla 7 Características eléctricas de la subestación de tracción de Loiola .....	19
Tabla 8 Valores de Kc del cable de 150 mm <sup>2</sup> para la red de 13,2 kV .....	23
Tabla 9 Valores de Icc admisible de la pantalla del cable de 150 mm <sup>2</sup> para la red de 13,2 kV .....	23
Tabla 10 Comprobaciones eléctricas del cable de red de 13,2 kV .....	24
Tabla 11 Transformadores en la red de 13,2 kV .....	25
Tabla 12 Datos del transformador, secciones de interconexión y calibres del interruptor .....	26
Tabla 13 Secciones de la interconexión Transformador - CGBT.....	26
Tabla 14 Dimensionamiento de las Protecciones.....	34
Tabla 15 Configuración de picas.....	38

## 1. Objeto

En el presente anejo se incluyen todos los cálculos eléctricos justificativos realizados para el correcto diseño de todos los sistemas que forman parte de las instalaciones eléctricas de la línea Altza-Galtzaraborda del metro de Donostialdea.

## 2. Criterios Generales de diseño

De forma general, el operador ferroviario que explotará la línea de Altza-Galtzaraborda, cuya tensión de suministro de energía eléctrica a los centros de transformación de las estaciones y de las salidas de emergencia del túnel, se efectúa a 13,2 kV. Los tramos que corresponden con el presente proyecto, son los correspondientes entre estación actual de Altza a salida de emergencia Sasuategi, desde la salida de emergencia de Sasuategi a la nueva estación de Pasaia y un hastial de instalaciones de fuerza/alumbrado hasta Galtzaraborda.

Actualmente, la línea se alimenta desde la subestación eléctrica de tracción de Loiola que alimenta a las estaciones de Intxaurreondo, Herrera, Altza así como una ventilación de emergencia entre e Intxaurreondo y Herrera.

Desde una celda de salida de 13,2KV a instalar en la estación de Altza se realizará el tendido de la alimentación a la salida de emergencia de Sasuategi. En dicha salida de emergencia, se instalará un centro de transformación para alimentar los servicios de alumbrado y fuerza correspondientes al túnel y a la propia salida de emergencia. Desde una celda de salida de dicho centro de transformación, se dará continuidad a la línea de 13,2KV hasta llegar a la celda de entrada localizada en el centro de transformación de la estación de Pasaia.

En este nuevo centro de transformación, se transformará la tensión de 13,2KV a 400/230V para la alimentación a los diversos equipos instalados en túneles y en la propia estación de Pasaia.

En los puntos siguientes, se describen los sistemas de protección adoptados para cada riesgo, así como las normas y reglamentos que los han dado origen.

### 2.1. Tensión 400/230 v.c.a.

Esta tensión, procede de la transformación de las tensiones de 13,2 kV efectuada en el C.T. de la estación de Pasaia o de salida de emergencia y es la que alimenta en circuito trifásico o monofásico a los diferentes equipos electromecánicos, alumbrado, comunicaciones, etc.

Asimismo, energiza todo el equipamiento eléctrico situado en el interior del túnel, como son letreros de señalética, luminarias, tomas de corriente, etc.

Todos ellos son aparatos que se encuentran al alcance de viajeros, personal de ETS y Contratas de Mantenimiento y Limpieza. Por tanto, las personas que se encuentren en el túnel deben tener garantizada su seguridad frente a contactos directos e indirectos.

#### 2.1.1. Protección contra contactos directos

El evitar los contactos directos, es decir, con partes activas de los materiales y equipos, no será posible más que actuando sobre el material eléctrico contenido dentro de los armarios, cajas o continentes al uso. Este riesgo se localiza preferentemente en los Cuadros de distribución energía.

El personal de mantenimiento que accede a estos equipos está suficientemente preparado y dispone de todos los equipos de seguridad necesarios para poder reparar, modificar o mantener estas instalaciones, sin ningún riesgo para su seguridad.

Los cuadros eléctricos distribución del presente Proyecto, con el fin de minimizar los riesgos por contacto directo, se realizarán tal como se indica en los Pliegos de Prescripciones Técnicas Particulares de acuerdo con la norma armonizada UNE-EN 60.439-1.

El cumplimiento de dicha norma da presunción de conformidad con las condiciones de seguridad establecidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, Directiva de Baja Tensión 2006/95/CEE y por tanto permitirá el marcado CE en los diferentes cuadros distribución.

### 2.1.2. Protección contra indirectos

El corte automático de la alimentación después de la aparición de un fallo está destinado a impedir que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que puede dar como resultado un riesgo.

Debe existir una adecuada coordinación entre el esquema de conexiones a tierra de la instalación utilizado y las características de los dispositivos de protección.

El corte automático de la alimentación está prescrito cuando puede producirse un efecto peligroso en las personas o animales domésticos en caso de defecto, debido al valor y duración de la tensión de contacto. Se utilizará como referencia lo indicado en la norma UNE 20.572 -1.

La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales.

Una puesta a tierra múltiple, en puntos repartidos con regularidad, puede ser necesaria para asegurarse de que el potencial del conductor de protección se mantiene, en caso de fallo, lo más próximo posible al de tierra. Por la misma razón, se recomienda conectar el conductor de protección a tierra en el punto de entrada de cada edificio o establecimiento.

Las características de los dispositivos de protección y las secciones de los conductores se eligen de manera que, si se produce en un lugar cualquiera un fallo, de impedancia despreciable, entre un conductor de fase y el conductor de protección o una masa, el corte automático se efectúe en un tiempo igual, como máximo, al valor especificado, y se cumpla la condición siguiente:

$$Z_s \times I_a \leq U_0$$

Donde:

- /  $Z_s$  es la impedancia del bucle de defecto, incluyendo la de la fuente, la del conductor activo hasta el punto de defecto y la del conductor de protección, desde el punto de defecto hasta la fuente.
- /  $I_a$  es la corriente que asegura el funcionamiento del dispositivo de corte automático en un tiempo como máximo igual al definido en la tabla 1 para tensión nominal igual a  $U_0$ . En caso de utilización de un dispositivo de corriente diferencial-residual,  $I_a$  es la corriente diferencial asignada
- /  $U_0$  es la tensión nominal entre fase y tierra, valor eficaz en corriente alterna.

U0 (V)	Tiempos de interrupción (s)
230	0,4
400	0,2

Tabla 1. Tiempos de interrupción según la tensión nominal

En la norma UNE 20.460 -4-41 se indican las condiciones especiales que deben cumplirse para permitir tiempos de interrupción mayores o condiciones especiales de instalación.

En el esquema de conexión a tierra TN-S, las corrientes de defecto son eliminadas por los dispositivos apropiados (fusibles, automáticos, etc.), en un tiempo compatible con la protección contra contactos indirectos. Cuando no hay posibilidad de respetar este tiempo (canalizaciones demasiado largas donde Icc mínimo es insuficiente, tiempo de reacción de los aparatos de protección demasiado larga, etc.), se incluirá en la protección contra las sobretensiones una protección diferencial. Esta disposición permite asegurar una protección contra los contactos indirectos, prácticamente cualquiera que sea la longitud del cableado.

En el esquema TN, cuando en las instalaciones fijas el conductor de protección tenga una sección al menos igual a 10 mm<sup>2</sup>, en cobre o aluminio, las funciones de conductor de protección y de conductor neutro pueden ser combinadas, a condición de que la parte de la instalación común no se encuentre protegida por un dispositivo de protección de corriente diferencial residual.

Sin embargo, la sección de mínima de un conductor CPN puede ser de 4 mm<sup>2</sup>, a condición de que el cable sea de cobre y del tipo concéntrico y que las conexiones que aseguran la continuidad estén duplicadas en todos los puntos de conexión sobre el conductor externo. El conductor CPN concéntrico debe utilizarse a partir del transformador y debe limitarse a aquellas instalaciones en las que se utilicen accesorios concebidos para este fin.

El conductor CPN debe estar aislado para la tensión más elevada a la que puede estar sometido, con el fin de evitar las corrientes de fuga.

El conductor CPN no tiene necesidad de estar aislado en el interior de los aparatos.

Si a partir de un punto cualquiera de la instalación, el conductor neutro y el conductor de protección están separados, no estará permitido conectarlos entre sí en la continuación del circuito por detrás de este punto. En el punto de separación, deben preverse bornes o barras separadas para el conductor de protección y para el conductor neutro. El conductor CPN debe estar unido al borne o a la barra prevista para el conductor de protección.

## 2.2. Tensiones de 13,2 KV

Estas tensiones no se distribuyen por la estación o salidas de emergencia, y está confinada en el centro de transformación de las mismas. Por tanto, solo el personal especializado de mantenimiento con sus herramientas y útiles de protección tiene acceso a sus equipos, cuando se lo permitan los sistemas de enclavamiento de seguridad.

La protección frente a CONTACTOS DIRECTOS del personal de mantenimiento está asegurada, ya que la construcción de los Centros de transformación seguirá fielmente la siguiente normativa:

- / Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación e instrucciones Técnicas Complementarias
- / Normas UNE-EN 62271-200, en lo que a celdas se refiere
- / Normas que rigen los componentes de las celdas, es decir: UNE-EN 60265-10 para los interruptores-seccionadores, UNE-EN 62271-102 para los seccionadores de puesta a tierra y CEI 56 para los disyuntores de protección del primario de los transformadores
- / Norma UNE-EN 60076-11 en lo que a los transformadores se refiere
- / Norma UNE-EN 60694, estipulaciones comunes para las normas de aparataje de alta tensión
- / Reglas de corte en función del estado actual de la tecnología
- / Resto de normativa vigente y que sea de aplicación

Solo en caso de falta homopolar a tierra pueden ocasionarse tensiones transferidas a la red de tierras de protección de cada estación o salida de emergencia, que pueden resultar peligrosas.

## 2.3. Resumen y recomendación final

Las instalaciones eléctricas de la nueva línea entre Altza y Galtzaraborda se realizarán de acuerdo a la siguiente normativa sin carácter limitativo:

- / Las instrucciones técnicas complementarias del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
- / EI MIE-RAT 13
- / El método de cálculo de UNESA para centros de transformación de 3ª categoría
- / Normas eléctricas de tracción UNE-EN 50122-1 y UNE-EN 50122-2

No existe peligro de electrocución frente a tensiones transferidas en estaciones o salidas de emergencia, como así se ha comprobado en la anterior línea Herrera-Altza por lo que las condiciones son extrapolables a este proyecto.

Con el fin de asegurar la protección de personas contra contactos directos e indirectos, todos los Contratistas que suministran cualquier tipo de aparataje eléctrica deberán cumplir la siguiente normativa:

- / Cuadros eléctricos: UNE-EN 60.439-1
- / Receptores: clase 1 según ITC-BT-043

El Contratista del presente Proyecto, como así se indica en los Pliegos de Prescripciones Técnicas, realizará, antes de la entrega de la Instalación, la medición de la resistencia de puesta a tierra y tensiones de paso y contacto de todos los equipos e instalaciones del tramo.

Asimismo, comprobará y reparará aquellos puntos que pudieran ofrecer algún peligro al personal usuario.

## 3. Datos iniciales

### 3.1. Datos iniciales red de 13,2 kV

La estación de Pasaia así como la salida de emergencia de Sasuategi, se alimentarán de la red propia de ETS que llegara desde la subestación de Loiola hasta los centros de transformación.

Para el dimensionado del aparellaje eléctrico de las estaciones, a efectos de capacidades de ruptura por corrientes de cortocircuito, se han tenido en cuenta los siguientes datos de partida:

- / La Subestación de Tracción que alimenta por la red de 13,2 KV a estas instalaciones, y las Subestaciones futuras que se construyan, nunca estarán en paralelo alimentando las estaciones.
- / Las características del transformador de la subestación de tracción de Loiola que origina la red de 13,2 kV propia de ETS serán las siguientes:
  - Potencia 2.500 kVA
  - Relación Transformación 30/13,2 kV
  - Tensión de cortocircuito 8%
- / Se considera una potencia de cortocircuito en barras 30 kV de la Subestación de 1.000 MVA.
- / La red de 13,2 kV que alimenta los centros de transformación de estaciones y obras singulares, estará constituida por 3 cables unipolares, aislados, serán iguales en todos los tramos y tendrán las siguientes características:
  - Tensión 12/20 kV
  - Sección 1x150 mm<sup>2</sup> Al
  - Pantalla corona hilos de Cu 16 mm<sup>2</sup>
- / Resistencia eléctrica 0,206 Ω/km a 20 °C
- / Reactancia inductiva 0,117 Ω /km
- / Intensidad cortocircuito:
  - en conductor 31,1 kA – 0,2 s
  - en pantalla 6 kA – 0,2 s
- / Los transformadores de C.T., tendrán una tensión de cortocircuito del 6 %.
- / Para calcular las potencias e intensidades de cortocircuito habrá que tener en cuenta las mismas en el punto de suministro, es decir, la subestación de Loiola, de la cual se alimentará la nueva estación de metro de Altza.
- / Todas las celdas de línea de 13,2 kV y los interruptores automáticos tendrán las siguientes características mínimas:
  - Tensión de servicio: 13,2 kV
  - Intensidad de cortocircuito: 16 kA
  - Poder de corte máximo (interruptores): 20 kA

## 4. Demanda de energía

En primer lugar, se establecen algunos criterios para realizar el diseño de las instalaciones eléctricas de la línea entre Altza y Galtzaraborda:

- / Todos los receptores serán a la tensión 400/230 V.
- / Para la estación de Pasaia, la distribución eléctrica a equipos se realizará desde el Cuadro General Distribución en B.T., con dos (2) embarrados independientes:
  - Embarrado normal EN, alimentado desde el secundario del transformador a 400/230 V
  - Embarrado emergencia EE, alimentado normalmente por el embarrado EN y conmutado, mediante transferencia automática, con una acometida local de la red de IBERDROLA a 400/230 V
- / Para la salida de emergencia de Sasuategi, la distribución eléctrica a equipos se realizará desde el Cuadro General Distribución en B.T., con un embarrado normal.

## 4.1. Baterías de condensadores

Con objeto de mejorar el factor de potencia de las instalaciones, la capacidad de las redes de media tensión (red de 13,2 kV) y los transformadores de potencia de las Subcentrales de Tracción que alimentan dicha red, se ha previsto la instalación de Baterías de Condensadores automáticas, en la estación de Pasaia y en la salida de emergencia de Sasuategi.

Los equipos de alumbrado se suministrarán todos de alto factor, por tanto, las baterías mejorarán el factor de potencia principalmente del equipamiento electromecánico.

Las estaciones y salidas de emergencia tienen cargas eminentemente resistivas a excepción de los motores de ventilación y bombeo según los casos, por lo que estimamos un factor de potencia inicial de 0,95.

A efectos de mantenimiento y repuestos se intentará uniformar el suministro de baterías con el resto de las instalaciones dependientes de ETS.

En el apartado 6.5.55 del presente proyecto, se especifican los cálculos para su dimensionamiento.

## 4.2. Balance de cargas de la red

### 4.2.1. Balance de cargas de la red de 13,2 kV

En el presente apartado, y a modo resumen se adjunta una tabla con los consumos calculados para las estaciones y salidas de emergencia del tramo Altza-Galtzaraborda de la línea de metro de Donostialdea.

UBICACION	POTENCIA SITUACIÓN NORMAL (kW)	POTENCIA TOTAL SITUACIÓN NORMAL (kW)	SUBESTACIÓN
S.E. Sasuategi	70	390	LOIOLA
Pasaia	320		

Tabla 2 Cargas de la Red de 13,2 kV para la nueva línea de Altza-Galtzaraborda.

A continuación, se detalla la relación de cargas por Estaciones y Salidas de emergencia consideradas en la Tabla 2:

#### ESTACIÓN DE PASAIA

ESTACIÓN DE PASAIA	POTENCIA (kW)
<b>EMBARRADO NORMAL</b>	
Alimentación Pozo Bombeo PB-01 Testero Altza	20
Alimentación Pozo Bombeo PB-02 Testero Galtzaraborda	15
Tomas Corriente T1 Andén Vía 1 - Armario de BIE y Columna Seca	20
Tomas Corriente T1 Andén Vía 2 - Armario de BIE y Columna Seca	20

ESTACIÓN DE PASAIA	POTENCIA (kW)
<b>EMBARRADO NORMAL</b>	
Tomas Corriente T1 Cuartos Técnicos - Centro de Transformación y Cuarto de Baja Tensión	10
Ventilador Cuadro CGBT	0,05
Embarrado normal Cuadro CA-1	41,45
Alimentación Circuito de Control CGBT	0,15
Ventilación EBA	60
Ventilación de emergencia C/Lorete	132
Ventilación de emergencia C/San Marcos	132
<b>EMBARRADO DE EMERGENCIA- IBERDROLA</b>	
Acometida Servicios Auxiliares Cuadro General Control	1,675
Alimentación Cuadro Local Señalización y Comunicación	5
Embarrado Emergencia Cuadro CA-1	26
Alimentación SAI Energía	30
Alimentación SAI Señalización y Comunicación	15
Alumbrado de emergencias/kits	1
Ascensor Vestibulo - Andén Vía 1 AS-1	9,22
Ascensor Vestibulo - Andén 2 AS-2	9,22
Ascensor Vestibulo - Vía Pública AS-3	17,9
Escaleras mecánicas vestíbulo - Vía Pública	21
<b>TOTAL POTENCIA INSTALADA</b>	<b>587,17</b>
Coeficiente Simultaneidad	0,8
<b>TOTAL POTENCIA NECESARIA</b>	<b>469,73</b>

Tabla 3 Cargas de la Red de 13,2 kV en la estación de Pasaia del metro Donostialdea

SE SASUATEGI

SE DE SASUATEGI	POTENCIA (kW)
<b>EMBARRADO NORMAL</b>	
Ventilación de Emergencia VE - Motor Ventilador N°1	132
Ventilación de Emergencia VE - Resistencia Calefacción	0,2
Ventilación de Emergencia VE - Motor Compuerta N°1	0,5
Ventilación de Emergencia VE - Motor Ventilador N°2	132
Ventilación de Emergencia VE - Resistencia Calefacción	0,2
Ventilación de Emergencia VE - Motor Compuerta N°2	0,5
Toma de Corriente T1 Cuartos Técnicos - Galería Ventilación de Emergencia VE	5
Tomas Corriente T1 Cuartos Técnicos - Centro de Transformación y Cuarto de Baja Tensión	10
Ventilador Cuadro CGBT	0,1
Embarrado Normal Cuadro CA-1	35
Acometida Servicios Auxiliares Cuadro General Control	3,56
Alimentación SAI Energía	15
Alimentación Circuito de Control CGBT	0,2
<b>TOTAL POTENCIA INSTALADA</b>	<b>333,75</b>
Coeficiente simultaneidad	0,8
<b>TOTAL POTENCIA NECESARIA</b>	<b>267</b>

Tabla 4 Cargas de la Red de 13,2 kV en la salida de Emergencia de Sasuategi

### 4.3. Suministro energía estaciones

#### 4.3.1. Suministro energía de estaciones de la red de 13,2 kV

La red de 13,2 kV será alimentada desde la subestación de Loiola cuyas características están descritas en el apartado 3.

De acuerdo con el Balance de Cargas anterior, se han previsto los siguientes Centros de Transformación (13,2/0,4-0,23kV) con las potencias:

Estación / S.E.	Potencia transformadores [kVA]
Pasaia	2 x 1000

Sasuategi	1 x 630
-----------	---------

*Tabla 5 Potencias de transformadores con Red de 13,2 kV del tramo entre Altza y Galtzaraborda*

En la estación de Pasaia, se realiza una acometida complementaria de la red de IBERDROLA en 400/230 V, para la alimentación de los siguientes servicios:

- / Alumbrado del cañón, vestíbulo, andén, cuartos técnicos así como toma corrientes
- / Ascensores
- / Puertas de acceso a la estación
- / SAIs de Energía y señalización y comunicaciones

En la Salida de Emergencia no se ha contemplado acometida de emergencia 400/230 V de red local de IBERDROLA.

Independientemente de las acometidas anteriores y para alimentación de servicios esenciales, se ha previsto la instalación de un sistema de alimentación ininterrumpida (UPS) en todas las estaciones. También se montará otra adicional para alimentación de servicios esenciales ferroviarios (Señalización y Comunicaciones)

De acuerdo con el Balance de cargas, la acometida local de la red de IBERDROLA para la estación de Pasaia será de 100KW.

## 5. Dimensionamiento red de alta tensión

Partimos de las características de red enunciadas en el apartado 3.

La elección y estudio de la sección de los cables se ha realizado de la siguiente forma:

- / Por intensidad térmica
- / Por intensidad de cortocircuito
- / Por caída de tensión

### 5.1. Dimensionamiento red 13,2 kV

#### 5.1.1. Caída de tensión en red 13,2 kV

Para el cálculo de la c.d.t. en red, se ha supuesto el caso más desfavorable, es decir, funcionando dos pozos de ventilación de emergencia (4 ventiladores) en la futura estación de Pasaia.

El factor de potencia de la red es  $\cos \varphi = 0,95$ , mejorado por las baterías de los condensadores instaladas en las estaciones y ventilaciones de emergencia.

La caída de tensión total en la estación más alejada, en este caso la Estación de Hendaia es la siguiente:

$\Delta U = \Delta U1 + \Delta U2 + \dots + \Delta U12$  siendo:

$\Delta U1 =$  c.d.t. Subcentral Loiola – Estación Intxaurreondo

$\Delta U2 =$  c.d.t. Estación Intxaurreondo – Ventilación de Emergencia Intertúnel

$\Delta U3 =$  c.d.t. Ventilación de Emergencia Intertúnel – Estación de Herrera

$\Delta U4 =$  c.d.t. Estación de Herrera – Estación de Altza

$\Delta U5 =$  c.d.t. Estación de Altza – Estación de Pasaia

$\Delta U_6$  = c.d.t. Estación de Pasaia – Estación de Galtzaraborda

$\Delta U_7$  = c.d.t. Estación de Galtzaraborda – Estación de Rentería  $\Delta U_8$  = c.d.t. Estación de Rentería – Estación de Oiartzun

$\Delta U_9$  = c.d.t. Estación de Oiartzun – Estación de Gaintzurizketa

$\Delta U_{10}$  = c.d.t. Estación de Gaintzurizketa – Estación de Bentak

$\Delta U_{11}$  = c.d.t. Estación de Bentak – Estación de Irún

$\Delta U_{12}$  = c.d.t. Estación de Irún – Estación de Puente Internacional

$\Delta U_{13}$  = c.d.t. Estación de Puente Internacional – Estación de Hendaia

$$\Delta U = \sqrt{3} \times L \times I (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

Siendo:

L = Longitud en Km

R = 0,206  $\Omega$ /Km X = 0,117  $\Omega$ /Km

Cos  $\varphi$  = 0,95

Sen  $\varphi$  = 0,31

L1 = Longitud real cable Subestación Loiola – Estación Intxaurreondo: 0,8 Km

L2 = Longitud real cable Estación Intxaurreondo – Ventilación Emergencia: 0,8 Km

L3 = Longitud real cable Ventilación Emergencia – Estación de Herrera: 0,85 Km

L4 = Longitud real cable Estación de Herrera – Estación de Altza: 0,8 Km

L5 = Longitud real cable Estación de Altza – Salida de emergencia Sasuategi: 0,6 Km

L6 = Salida de emergencia Sasuategi - Estación de Pasaia: 0,6 Km

P1 = Potencia total hasta estación de Intxaurreondo: 800 kW

P2 = Potencia total en Ventilación de Emergencia : 200 kW

P3 = Potencia total en Estación de Herrera: 350 kW

P4 = Potencia total en Estación de Altza: 664 kW

P5 = Potencia Salida de emergencia Sasuategi: 334KW

P6 = Potencia total en Estación de Pasaia: 587 kW

En este caso se va a buscar que en un supuesto de funcionamiento muy degradado la caída de tensión no sea superior al 1%.

	Distancia desde la Subestación [m]	Potencia Puntual [kW]	Potencia Total [kW]	I [A]	$\Delta U$ [V]	$\Delta U$ Acumulado [V]	% C.D.T.
Intxaurreondo	800	800	800	52,7	16,91	16,91	0,13
VE Intermedia	800	200	1000	13,2	4,23	21,14	0,03
Herrera	850	350	1350	23	7,86	29	0,06

	Distancia desde la Subestación [m]	Potencia Puntual [kW]	Potencia Total [kW]	I [A]	$\Delta U$ [V]	$\Delta U$ Acumulado [V]	% C.D.T.
Altza	800	664	2014	43,7	14,04	43,04	0,11
SE Sasuategi	600	333	2347	21,9	5,256	48,65	0,03
Pasaia	600	587	2942	38,6	9,26	57,91	0,08

Tabla 6 Caídas de Tensión en la red de 13,2 kV

Como se observa en la tabla, con cable de 150 mm<sup>2</sup> se consigue que las caídas sean menos de 1% considerando el supuesto más desfavorable en el que 4 pozos de ventilación están activados en situación de emergencia.

### 5.1.2. Carga máxima del cable en red 13,2 kV

El cable elegido 1 x 150 mm<sup>2</sup> Al, y de acuerdo con el catálogo de Prysmian puede transportar una carga máxima de 330 A, lo que hace una potencia de:

$$P = \sqrt{3} \times 13,2 \times 330 = 7.545,81 \text{ kVA}$$

El cable puede transportar, por Intensidad térmica, el total de potencia instalada de la Subcentral de Loiola que alimenta la red de 13,2 kV. El cable es igualmente válido en cuanto a Intensidades de cortocircuito en conductores y pantalla, como se indicará más adelante.

### 5.1.3. Características del cable elegido

Las interconexiones entre Celdas de 13,2 kV y Transformadores se realizarán con cable de las siguientes Características.

Sus características principales son:

- / Tipo: AL-AFUMEX-H de Prysmian o similar
- / Sección: 1x150 mm<sup>2</sup> Al · Pantalla: H-16 mm<sup>2</sup> Cu
- / Tensión: 12/20 kV

Características constructivas: ·

Conductor. Cuerda redonda compacta de hilos de aluminio según UNE 21.022, clase. Diámetro 14 mm.

- / Semiconductora interna. Capa extrusionada de material conductor
- / Aislamiento: Etileno – propileno (EPR), espesor nominal = 5,5 mm
- / Semiconductora externa. Capara extrusionada de material conductor separable en frío
- / Pantalla metálica. Corona de hilos de cobre más cinta de cobre en hélice con sobreposición. Sección nominal = 16 mm<sup>2</sup>
- / Cubierta exterior. Material libre de halógenos ignifugado AFUMEX Z1. Espesor 3 mm · Peso aproximado del cable: 1.520 kg/km

Características eléctricas:

- / Resistencia eléctrica del conductor a 20°C c.c.,  $\Omega$ /km 0,206
- / Reactancia inductiva, X,  $\Omega$ /km 0,117
- / Capacidad nominal,  $\mu$ F/km 0,303 · Tensión simple, U<sub>0</sub>, kV 12

- / Tensión máxima entre fases,  $U_m$ , kV 24
- / Tensión de impulso,  $U_p$ , kVp 125
- / Temperatura máxima admisible en el conductor
  - En servicio permanente, °C 90
  - En régimen de cortocircuito, °C 250
- / Intensidad máxima de cortocircuito durante 1 seg, kA
  - En el conductor 13,9
  - En la pantalla 3,1

Normas aplicables relativas al fuego:

- / No propagación de la llama. UNE EN 60332- 1 -2
- / No propagación del incendio. UNE EN 50266 - 2 - 4
- / Reducida emisión de halógenos. UNE EN 50267 - 2 - 1. Cero halógenos, < 0,5%
- / Baja corrosividad. de los gases emitidos. UNE EN 50267 -2 - 3.
- / Índice de toxicidad NES-713, NFC-20454. IT  $\square$  1,5
- / Baja emisión de humos opacos. UNE EN 61034-1

Ensayos:

Una vez fabricado el cable se le someterá a los ensayos establecidos en la norma CEI 60502-2.

La instalación del cableado se realizará bajo canalización en túnel (salvo en estación que irá por bandeja).



Figura 1 Cable de la red de 13,2 kV

#### 5.1.4. Intensidad de cortocircuito en red de 13,2 kV

Para el dimensionamiento del aparellaje eléctrico de las salidas de emergencia y estaciones, a efectos de capacidades de ruptura por corrientes de cortocircuito, se han tenido en cuenta los siguientes datos de partida:

- / Las Subcentrales de Tracción que alimentarán por la red de 13,2/20 kV a estas instalaciones nunca estarán en paralelo alimentando las estaciones.
- / La potencia de cortocircuito en barras 30 kV de Subcentrales, se ha considerado de 1000 MVA en un tiempo de 0,5 s.
- / Se calcula la intensidad de cortocircuito para el caso más desfavorable, esto es, alimentando la Estación de Pasaia desde la Subestación de tracción de Loiola.
- / La red de 13,2 kV que alimenta los centros de transformación de estaciones y obras singulares estará constituida por 3 cables unipolares, aislados, de las siguientes características:
- / Los transformadores de C.T. de las Estaciones y salidas de emergencia, tendrán las siguientes tensiones de cortocircuito: 6%

## ALIMENTANDO DESDE SUBESTACION DE LOIOLA

Características	
Tensión nominal	13,2 kV
Sección del conductor	150 mm <sup>2</sup>
Material del conductor	Aluminio electrolítico
Intensidad admisible	330 A b/tubos/UNE 211435/25°C
Resistencia eléctrica 20°C	0,206 Ω/km
Reactancia inductiva	0,117 Ω/km
Datos Iniciales	
Scs en barras 30 kV	1000 MVA
Potencia de los transformadores	2.500 kVA
Relación de Transformación	30/13,2 kV
Tensión de cortocircuito	8%

Tabla 7 Características eléctricas de la subestación de tracción de Loiola

### a) CORTOCIRCUITO EN PUNTO SALIDA RED 13,2 kV DE SUBCENTRAL LOIOLA:

La Subcentral de Tracción, para alimentación del equipamiento de estaciones mediante la red de 13,2 kV, está provista, de dos transformadores funcionando en paralelo y de las características de la Tabla 7.

Asimismo, la potencia de cortocircuito en barras 30 kV de Subcentrales, se ha considerado de 1000 MVA.

Impedancia de la red 30 kV en Subcentral de Loiola

Partiendo de una estimación de potencia de cortocircuito de 1000MVA:

$$Z_S = \frac{1,1 \cdot U_n^2}{S} = \frac{1,1 \cdot 30^2}{1000} = 0,99 \Omega$$

La resistencia de la red se puede estimar:

$$R_S = 0,1 \cdot X_S$$

$$Z_S = \sqrt{R_S^2 + X_S^2} = \sqrt{(0,1 \cdot X_S)^2 + X_S^2} = 1,005 \cdot X_S$$

$$X_S = \frac{Z_S}{1,005} = \frac{0,99}{1,005} = 0,9850 \Omega$$

$$R_S = 0,1 \cdot X_S = 0,0985 \Omega$$

$$Z_S = (0,09850 + j \cdot 0,9850) \Omega$$

Impedancia de la red referida al secundario del transformador en 13,2 kV

$$Z'_S = Z_S \cdot \left(\frac{13,2}{30}\right)^2 = (0,09850 + j \cdot 0,9850) \cdot \left(\frac{13,2}{30}\right)^2 = (0,01906 + j \cdot 0,19069) \Omega$$

Impedancia del transformador (en el lado de 13,2 kV)

$$X'_T = \frac{8}{100} \cdot \frac{13,2^2 \text{ kV}}{2,5 \text{ MVA}} = 5,58 \Omega$$

Impedancia suma de la red 30 kV y transformador 2.500 kVA, referida a 13,2 kV

$$Z'_T = (0,01906 + j \cdot 0,19069) \Omega + j \cdot 5,58 \Omega = (0,01906 + j \cdot 5,7706) \Omega$$

$$Z_{S(M)} = \sqrt{0,019^2 + 5,771^2} = 5,77 \Omega$$

Corriente cortocircuito tripolar en punto 1. Salida Subcentral Loiola

$$I_{CCS(M)} = \frac{1,1 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{S(M)}} = \frac{1,1 \cdot 13,2}{\sqrt{3} \cdot 5,77} = \mathbf{1,452 \text{ kA}}$$

b) CORTOCIRCUITO EN EL CENTRO DE TRANSFORMACION SE SASUATEGI

Impedancia de los cables hasta el CT

Longitud desde Loiola a Subestacion de Sasuategi: 3,87Km

Tomando como datos de cable los indicados en el apartado 5.1.3

$$Z_{LS} = 3,87 \cdot (0,206 + j \cdot 0,117) = (0,79722 + j \cdot 0,45279) \Omega$$

Impedancia hasta barras el CT SE Sasuategi

$$Z_{CTS(M)} = Z_{S(M)} + Z_{LS} = (0,01906 + j \cdot 5,7706) + (0,79722 + j \cdot 0,45279) = (0,81628 + j \cdot 6,22339) \Omega$$

$$Z_{CTS(M)} = \sqrt{R_{CTS(M)}^2 + X_{CTS(M)}^2} = 6,276 \Omega$$

Intensidad cortocircuito tripolar en el CT SE Sasuategi

$$I_{CCCTS(M)} = \frac{1,1 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{CTS(M)}} = \frac{1,1 \cdot 13,2}{\sqrt{3} \cdot 6,276} = \mathbf{1,335 \text{ kA}}$$

Potencia de Cortocircuito en barras en el CT Sasuategi

$$P_{cc\ CT\ 2} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{cc\ CT\ (M)} = 1,73 \cdot 13,2 \cdot 1,335 = \mathbf{30,49\ MVA}$$

c) CORTOCIRCUITO EN EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DE PASAIA

Impedancia de los cables hasta el CT Pasaia

Longitud desde Loiola a Subestacion de Sasuategi: 4,47Km

Tomando como datos de cable los indicados en el apartado 5.1.3

$$Z_{LG} = 4,47 \cdot (0,206 + j\ 0,117) = (0,92082 + j\ 0,52299)\ \Omega$$

Impedancia hasta barras el CT Pasaia

$$Z_{CTP} = Z_S + Z_{LG} = (0,01906 + j\ 5,7706) + (0,92082 + j\ 0,52299) = (0,93988 + j\ 6,29359)\ \Omega$$

$$Z_{CTP} = \sqrt{R_{CT-Pasaia}^2 + X_{CT-Pasaia}^2} = 6,36\ \Omega$$

Intensidad cortocircuito tripolar en el CT Pasaia

$$I_{cc\ CTP} = \frac{1,1 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{CTG}} = \frac{1,1 \cdot 13,2}{\sqrt{3} \cdot 6,36} = \mathbf{1,31\ kA}$$

Potencia de Cortocircuito en barras el CT Pasaia

$$P_{cc\ CTP} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{cc\ CTG} = 1,73 \cdot 13,2 \cdot 1,31 = \mathbf{30,08\ MVA}$$

**5.1.5. Cálculo de la intensidad de cortocircuito Fase Tierra**

A continuación, se procede al cálculo del Defecto Fase-Tierra en barras 13,2 kV. C.T. de SE Sasuategi

Impedancia inversa hasta el punto de fallo = Impedancia directa

$$Z_{1F} = Z_{2F} = (0,81628 + j\ 6,22339)\ \Omega$$

Impedancia homopolar transformador 2500 kVA en Subcentral Loiola

$$X'_{OT} \approx 0,96\ X'_T \approx 0,96 \cdot 5,58 = 5,35\ \Omega$$

Impedancia equivalente para el cálculo del defecto fase-tierra

$$Z_{KF} = Z_{1F} + Z_{2F} + Z_T = 2 \cdot (0,81628 + j\ 6,22339) + j\ 5,35 = (1,63256 + j\ 17,7967)\ \Omega$$

$$Z_{KF} = \sqrt{0,2744^2 + 11,266^2} = 17,87 \Omega$$

#### Corriente de cortocircuito fase-tierra

$$I_{CC \text{ fase-tierra}} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_n}{Z_{KF}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 13,2}{17,87} = 1,27 \text{ kA}$$

La Intensidad de puesta a tierra ( $I_E$ ) es un 50% de la anterior debido a que en la práctica parte de esta intensidad va por las mallas conductoras de los cables. Por lo tanto:

$$I_E = 0,63 \text{ KA}$$

A continuación, se procede al cálculo del Defecto Fase-Tierra en barras 13,2 kV. C.T. de SE Pasaia

#### Impedancia inversa hasta el punto de fallo = Impedancia directa

$$Z_{1F} = Z_{2F} = (0,93988 + j \cdot 6,29359) \Omega$$

#### Impedancia homopolar transformador 2500 kVA en Subcentral Loiola

$$X_{OT} \approx 0,96 X_T \approx 0,96 \cdot 5,58 = 5,35 \Omega$$

#### Impedancia equivalente para el cálculo del defecto fase-tierra

$$Z_{KF} = Z_{1F} + Z_{2F} + Z_T = 2 \cdot (0,93988 + j \cdot 6,29359) + j \cdot 5,35 = (0,93988 + j \cdot 11,64359) \Omega$$

$$Z_{KF} = \sqrt{0,2744^2 + 11,266^2} = 11,68 \Omega$$

#### Corriente de cortocircuito fase-tierra

$$I_{CC \text{ fase-tierra}} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_n}{Z_{KF}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 13,2}{11,68} = 1,95 \text{ kA}$$

La Intensidad de puesta a tierra ( $I_E$ ) es un 50% de la anterior debido a que en la práctica parte de esta intensidad va por las mallas conductoras de los cables. Por lo tanto:

$$I_E = 0,95 \text{ KA}$$

### **5.1.6. Consideraciones al funcionamiento y explotación red 13,2 kV**

Los cálculos anteriores, sobre validación de la sección cables y potencias instaladas en Subcentral para alimentación de dicha red, se han supuesto para la situación más desfavorable que puede presentarse, es decir, que todos los Centros de Transformación estén alimentados por una sola Subestación y que las cargas añadidas de ventilación de emergencia, se produzcan en el punto más alejado de la Subestación.

### 5.1.7. Comprobaciones del Cable para la red 13,2 kV

#### CONSIDERACIONES DE CORTOCIRCUITO

Datos iniciales:

$t_{cc} = 0,5$  s (protección homopolar interna = 0,3 s)

La intensidad máxima de cortocircuito  $I_{ccmax}$  según la norma UNE 21192/IEC 949 para el conductor viene dada por la siguiente expresión:

$$I_{cc\ max} = \frac{K_c \cdot S}{\sqrt{t_{cc}}}$$

Donde:

- /  $I_{cc\ max}$  : intensidad de cortocircuito en Amperios soportada por un conductor de sección "S", en un tiempo determinado "tcc".
- /  $t_{cc}$ : tiempo máximo de duración del cortocircuito en segundos.
- /  $K_c$ : Cte del conductor que depende de la naturaleza y del asilamiento HEPR,  $U_0/U \leq 18/30$ .  $K_{cal} = 89$  (1s)

Tiempo (s)	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
<b>A/mm<sup>2</sup></b>	281	199	162	126	89	73	63	56	51

Tabla 8 Valores de  $K_c$  del cable de 150 mm<sup>2</sup> para la red de 13,2 kV

Sustituyendo se tiene un valor de:

- /  $I_{cc\ max}$  en conductor = 18,9 kA (para  $t_{cc} = 0,5$ )
- /  $I_{cc\ max}$  en red 13,2 kV = 2,75 kA < 18,9 kA

En cuanto a la intensidad de cortocircuito en la pantalla del cable elegido según la norma UNE 21192/IEC 949 será:

- /  $I_{cc\ max}$  en pantalla = 5,09 kA (para  $t = 0,3$ )
- /  $I_{cc}$  fase-tierra = 2,609 < 5,09 kA

Sección de pantalla mm <sup>2</sup>	Duración del cortocircuito, en segundos								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
10	5300	3880	3250	2620	1990	1720	1550	1450	1370
16	8320	6080	5090	4110	3130	2700	2440	2270	2150
25	12700	9230	7700	6160	4630	3960	3560	3290	3100

Tabla 9 Valores de  $I_{cc}$  admisible de la pantalla del cable de 150 mm<sup>2</sup> para la red de 13,2 kV

	Valores Calculados	Valores Admisibles	Comprobación

$I_{red}$	219,05 A	255 A	$219,05 < 255$
$\Delta U$	1,13 %	1 %	$1,13 \% \approx 1 \%$
$I_{CC\ Conductor} (t_{cc}=0,5\ s)$	2,75 kA	18,9 kA	$2,75 < 18,9$
$I_{CC\ Pantalla} (t_{cc}=0,3\ s)$	1,26 kA	5,09 kA	$1,26 < 5,09$

Tabla 10 Comprobaciones eléctricas del cable de red de 13,2 kV

## 6. Dimensionado cables y elementos de baja tensión 400/230

### 6.1. Secciones de cables

La red general de distribución de fuerza será trifásica, con neutro, con tensiones de servicio de 400/230 V.

La red de distribución de fuerza auxiliar (tomas de corriente) y alumbrado, será, dependiendo de los casos, trifásica 400/230 V o monofásica 230 V.

La elección de la sección de los cables se ha realizado de la siguiente forma:

- / Por intensidad térmica
- / Por intensidad de cortocircuito
- / Por caída de tensión (se desestima el cálculo puesto que en el alcance del proyecto sólo está la línea de Cuadro de Baja Tensión y el trafo, y esta, al ser muy corta,  $\approx$  10 m, no va a condicionar el resultado)

### 6.2. Sección de cable por intensidad térmica

A efectos de cálculo de secciones de cables, se ha considerado una temperatura ambiental de 40°C, a excepción de cables entubados y envueltos en dado de hormigón por túneles que se ha considerado de 25°C.

El factor de corrección de intensidad k por agrupamiento de cables en bandejas, y conducciones entubadas empotradas en hormigón por túnel, se ha considerado de 0,7.

Para el cálculo de las distintas intensidades de corriente y para distintos receptores se han utilizado las siguientes fórmulas:

- / Trifásicas

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot \cos \varphi \cdot U_C}$$

- / Monofásicas

$$I = \frac{P}{\cos \varphi \cdot U_S}$$

Siendo:

- / I =Intensidad en amperios

- / P =Potencia activa en W
- / U\_(c) =Tensión compuesta 400 V
- / U\_(s) =Tensión simple 230 V
- / Cos φ =Factor potencia

Todos los valores de intensidad I estarán afectados por el coeficiente de corrección k = 0,7 por agrupamiento en las conducciones.

Los valores de intensidad, una vez aplicado el coeficiente de corrección, no serán inferiores, para la elección de la sección del cable, a los indicados en las tablas VII y VIII de la Norma UNE 20.435.

Intensidad en baja tensión

En un transformador trifásico la intensidad del circuito secundario [ I ]\_(s) viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{S \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot U_s}$$

Siendo:

- / S = Potencia del transformador en kVA
- / U\_(s) = Tensión compuesta secundaria en V
- / I\_(s) = Intensidad secundaria en A

Sustituyendo valores:

Transformador	Potencia [kVA]	Us [V]	Uso [V]	Is [A]	Iso [A]
Tipo 1	630	400	420	909,4	866,05
Tipo 2	1000	400	420	1.443,42	1.374,68

Tabla 11 Transformadores en la red de 13,2 kV

Interconexión de baja tensión

La conexión entre el transformador y el C.B.T. se realizará con conductores tipo RZ1-K, Nivel de Aislamiento 0.6/1 kV, XLPE+Pol - No propagador incendio y emisión humos y opacidad reducida. Desig. UNE: RZ1-K(AS), I.ad. a 40°C 545 A según ITC-BT-19, y Norma UNE 60 364-5-52 con los conductores

### 6.3. Sección por caída de tensión

De acuerdo con el REBT, Para instalaciones industriales que se alimenten directamente en alta tensión mediante un transformador de distribución propio, se considerará que la instalación interior de baja tensión tiene su origen en la salida del transformador. En este caso las caídas de tensión máximas admisibles serán del 4,5% para alumbrado y del 6,5% para los demás usos.

Para el cálculo de la caída de tensión (c.d.t.) en líneas en que la reactancia X del cable es despreciable respecto a la resistencia R, generalmente en cargas monofásicas y trifásicas de fuerza auxiliar y alumbrado, las fórmulas a utilizar serán las siguientes:

a) Para sistemas monofásicos:

$$\rho = \frac{2 \cdot P \cdot L \cdot 100}{56 \cdot U_s \cdot U_s \cdot S} \text{ en \%}$$

b) Para sistema trifasicos:

$$\rho = \frac{P \cdot L \cdot 100}{56 \cdot U_c \cdot U_c \cdot S} \text{ c.d.t. en \%}$$

Siendo:

- /  $\rho$  = c.d.t. en %
- / P = Potencia activa en W
- / L = Longitud en m
- /  $U_c$  = Tensión compuesta en voltios
- /  $U_s$  = Tensión simple en voltios
- / S = Sección del cable en mm<sup>2</sup> de cobre

Potencia [kVA]	Dist cálculo	I admisible [A]	Sección [mm <sup>2</sup> ]	$\Delta U$ [V]	C.D.T [%]	Límite $\Delta U$
630	10	1.635	3x(4x240)	2,78	0,69	1,5%
1000	10	2.180	4x(4x240)	3,71	0,93	1,5%

Tabla 12 Datos del transformador, secciones de interconexión y calibres del interruptor

Como era de prever, debido a que las distancias son muy cortas (10 a 15 m), no es significativa la caída de tensión, así utilizaremos por caída de tensión para la salida:

Transformador	Interconexión C.G.B.T.
630	3x(4x240) mm <sup>2</sup> Cu unipolares (3 conductores fase y 3 para neutro)
1000	4x(4x240) mm <sup>2</sup> Cu unipolares (4 conductores fase y 4 para neutro)

Tabla 13 Secciones de la interconexión Transformador - CGBT

Para el cálculo de la caída de tensión en líneas en que la X del cable no es despreciable respecto a R, generalmente para receptores de gran consumo, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\Delta U = 1,73 \cdot L \cdot I (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

Siendo:

- /  $\Delta U$  = c.d.t. en voltios
- / L = Longitud en km
- / I = Intensidad en amperios
- / R = Resistencia del cable en  $\Omega/\text{km}$
- / X = Reactancia del cable en  $\Omega/\text{km}$
- /  $\text{Cos } \varphi$  = factor de potencia

De donde X, se considera para 3 cables en triángulo y en contacto mutuo:

$X = 2 \pi f L$ , siendo f = frecuencia red 50 Hz y L inductancia del cable

$$L = \left( 0,05 + 0,46 \cdot \log \frac{2 \cdot \phi_{ext}}{\phi_{int}} \right) \cdot 10^{-3} \frac{\text{henrios}}{\text{m}}$$

Para el cálculo de la c.d.t. y para estas secciones, se han seguido los coeficientes K1, indicados en el catálogo de Prysmian, que en la práctica coinciden en el desarrollo de las fórmulas indicadas anteriormente y de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\Delta U = K1 \cdot L \text{ (km)} \times I$$

## 6.4. Sección de cable por intensidad de cortocircuito

Este cálculo solamente se ha realizado en este caso, para los cables principales de baja tensión, como son los de:

- / Interconexión Trafos Potencia con Cuadro General de B.T.

Para el cálculo de la sección, se ha seguido el criterio de la Norma UNE 211003-1, en la que el valor máximo de la temperatura alcanzado en el conductor de un cable durante el cortocircuito, y de duración no superior a 5s, en contacto con un aislamiento XLPE, será de 250°C y la fórmula aplicada es:

$$I^2 \cdot t = 20.473 \cdot S^2 \text{ (para un cable de cobre)}$$

$$I^2 \cdot t = 8.927 \cdot S^2 \text{ (para un cable de aluminio)}$$

Siendo:

- / I = Intensidad de cortocircuito (Icc)
- / t = Duración del cortocircuito
- / S = Sección del cable en mm<sup>2</sup>

Las Icc serán las indicadas en el apartado correspondiente de este anejo. Los tiempos de duración serán los de corte de los interruptores de protección en los cuadros de distribución, que corresponde a  $\leq 30$  m/s para interruptores generales protección secundario transformadores y  $\leq 60$  m/s para interruptores protección salidas a receptores.

### 6.4.1. Cálculo de secciones

En las hojas adjuntas se indica el cálculo de las secciones de cables más representativas, tanto de fuerza como de alumbrado y que, siguiendo el mismo criterio, se han aplicado para todos los circuitos que se indican en los listados completos de cables, que se adjuntan en el Proyecto.

A continuación, se enumeran una serie condiciones de diseño:

- / Potencia: en general potencia activa. Algunas cargas singulares se representan con su potencia aparente. En batería de condensadores se muestra su potencia reactiva.
- / Factor de potencia: es el  $\cos \varphi$ . En general:
  - para alumbrados, por su alto factor,  $\cos \varphi = 0,95$
  - para motores,  $\cos \varphi = 0,85$
  - resto de cargas,  $\cos \varphi = 0,8$
- / Tipo:
  - II: circuito monofásico
  - IV: circuito trifásico
- / Factor de corrección: como ya se ha citado se supone 0,7 para todos los circuitos excepto para el de conexión de la batería de condensadores.
- / Intensidad admisible > intensidad de calentamiento: debe cumplirse esta condición para todos los casos.
- / Intensidad de cortocircuito: la calculada en este anejo para las protecciones de acometida a embarrado de C.G.B.T y para consumos importantes. Para consumos menores (menores calibres) se considera según curva de protección “C” salto de la protección en la zona magnética considerando 20 veces la intensidad nominal con disparo al de 10 ms.
- / Caída de tensión: para cada circuito y la acumulada considerando para alumbrados un límite de un 4,5% y para resto de cargas no mayor del 6%.
- / Comprobación para el arranque de los motores: solo se considera para cargas importantes, como son los motores de las ventilaciones de emergencia. El  $\cos \varphi$  en el arranque se supone de 0,35 para el cálculo de la caída de tensión. En los arranques la caída de tensión no debe superar el 10%.
- / Comprobación para el arranque de los motores: solo se considera para cargas importantes, como son los motores de las ventilaciones de emergencia. El  $\cos \varphi$  en el arranque se supone de 0,35 para el cálculo de la caída de tensión. En los arranques la caída de tensión no debe superar el 10%.

#### Intensidades de cortocircuito

Tomaremos en cuanto a cortocircuito el peor de los casos para cada una de las potencias de transformadores, de forma que los datos sean homologables para el resto transformadores de la misma potencia

## 6.5. Resto de instalación de baja tensión

### 6.5.1. En instalación de baja tensión de CT 630 kVA

La salida de emergencia de Sasuategi tendrá un transformador de 630 KVA alimentado a 13,2KV por lo que se tomaran los valores a la entrada de dicho centro de transformación.

Esta alimentación viene descrita en el punto 5 del presente proyecto.

Impedancia de los cables hasta el CT

$$Z_{LS} = 3,87 \cdot (0,206 + j 0,117) = (0,7972 + j 0,4527) \Omega$$

Impedancia hasta barras el CT SE Sasuategi

$$Z_{(CTS)} = Z_{S} + Z_{LG} = (0,01906 + j 5,7706) + (0,7972 + j 0,4527) = (0,8067 + j 6,2233) \Omega$$

$$Z_{CTS(M)} = \sqrt{R_{CTS(M)}^2 + X_{CTS(M)}^2} = 6,276\Omega$$

Impedancia de Red de 12/20kV, referida al secundario del Trafo de 630 kVA

$$Z_{CTP'} = Z_{CTP} \cdot \left(\frac{U_S}{U_P}\right)^2 = (0,8067 + j 6,2233) \cdot \left(\frac{0,4}{13,2}\right)^2 = 7,4077 \cdot 10^{-4} + j 5,71469 \cdot 10^{-3} \Omega$$

Impedancia transformador de 630kVA referida al secundario

$$Z_{T630} = \frac{U_{CC}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{6}{100} \cdot \frac{400^2}{630 \cdot 10^3} = 15,24 \cdot 10^{-3} \Omega$$

La intensidad nominal secundaria del transformador de 630kVA es:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 400} = 909,32 \text{ A}$$

Partiendo de las pérdidas en el cobre (transformador de 630 kVA = 8.360)

$$R_{T630} = \frac{P_{cobre}}{\sqrt{3} \cdot I_n^2} = \frac{8360}{\sqrt{3} \cdot 909^2} = 5,84 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_{T630} = \sqrt{Z_{T630}^2 - R_{T630}^2} = 14,08 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$Z_{T630} = (5,84 + j 14,08) \cdot 10^{-3} \Omega$$

La impedancia del cable de interconexión al trafo de 630kVA con el cuadro General de Baja Tensión con tres (3) cables en paralelo por fase de 240 [mm] ^2 de Cu con una longitud aproximada de 10 m, tendremos:

$$R_{cable} = \frac{\rho \cdot L}{Seccion} = \frac{0,018 \cdot 10}{3 \cdot 240mm^2} = 0,25 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_{cable} = \frac{0,08 \cdot L}{n} = \frac{0,08 \cdot 10}{3} = 0,266 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$Z_{cable} = (0,25 + j 0,266) \cdot 10^{-3} \Omega$$

La impedancia total en barras del Cuadro General de Baja Tensión es:

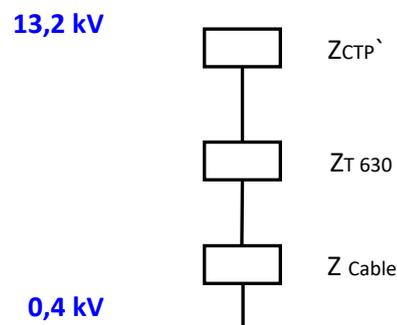


Figura 2 Cuadro Distribución BT SE Sasuategi

$$Z = Z_{CTP} + (Z_{T630} + Z_{cable}) = [(7,4077 \cdot 10^{-4} + j 5,71469 \cdot 10^{-3}) + [(5,84 + j 14,08) + (0,25 + j 0,266)]] \cdot 10^{-3} = (6,83077 \cdot 10^{-3} + j 0,02006) \Omega$$

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} = 0,0211 \Omega$$

Intensidad de cortocircuito en el CT S.E. Sasuategi:

$$I_{cc\ CTP} = \frac{1,1 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{1,1 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,0211 \Omega} = 11,98 \text{ kA}$$

Valor máximo, I<sub>cp</sub>, según CEI-909 para  $\frac{R}{X} = 0,34$

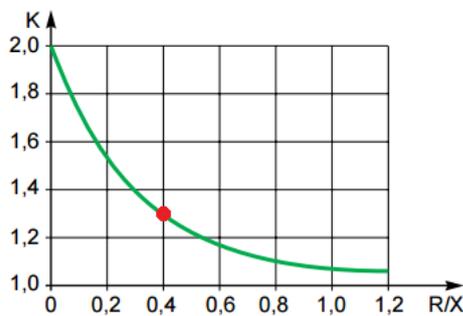


Figura 3 Variación del factor K en función de R/X

Donde de la tabla:

$$k = 1,02 + 0,98e^{-3\frac{R}{X}} = 1,37$$

$$I_{cp\ CTP} = \sqrt{2} \cdot k \cdot I_{cc} = 1,42 \cdot 1,37 \cdot 11,98 = 23,36 \text{ kA}$$

Por otro lado, para el cálculo de la Intensidad de cortocircuito subtransitoria en barras de Cuadro General de Baja Tensión, se tendrá en cuenta la aportación de los motores instalados y en funcionamiento en el momento de producirse el defecto.

Si consideramos que estén funcionando 2 motores de ventilación de emergencia de 132 kW cada uno

/ Potencia total = 264 kW

S= 310,58 kVA en motores con un Cos φ 0,85.

La intensidad aportada por los motores al defecto será:

$$I_s = 3 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_s} = 3 \cdot \frac{310}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1,344 \text{ kA}$$

La intensidad total subtransitoria en barras del C.G.B.T.:

$$I_{ccT\ CTP} = I_{cc\ CTP} + I_s = 11,98 + 1,344 = \mathbf{13,324 \text{ kA}}$$

### 6.5.2. En instalación de baja tensión de CT 1.000 kVA

La estación de Pasaia tendrá dos transformadores de 1000 KVA alimentado a 13,2KV por lo que se tomaran los valores a la entrada de dicho centro de transformación.

Esta alimentación viene descrita en el punto 5 del presente proyecto.

Impedancia de los cables hasta el CT Pasaia

$$Z_{LG} = 4,47 \cdot (0,206 + j 0,117) = (0,9208 + j 0,5229) \Omega$$

Impedancia hasta barras el CT Pasaia

Suma de impedancia de la línea y del punto del transformador de la subestación de Loiola.

$$Z_{CP} = Z_S + Z_{LG} = (0,01906 + j 5,7706) + (0,9208 + j 0,5229) = (0,93988 + j \cdot 6,29359) \Omega$$

$$Z_{CP} = \sqrt{R_{CTG}^2 + X_{CTG}^2} = 6,36 \Omega$$

Impedancia de Red de 13,2 kV, referida al secundario del Trafo de 1000 kVA

$$Z_{CTP} = Z_{CP} \cdot \left(\frac{U_S}{U_P}\right)^2 = (0,93988 + j \cdot 6,29359) \cdot \left(\frac{0,4}{13,2}\right)^2 = (8,6306 \cdot 10^{-4} + j 5,77923 \cdot 10^{-3}) \Omega$$

$$Z_{CP} = \sqrt{R_{CTG}^2 + X_{CTG}^2} = 5,8433 \cdot 10^{-3} \Omega$$

Impedancia transformador de 1000 kVA referida al secundario

$$Z_{T1000} = \frac{U_{CC}}{100} \cdot \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{6}{100} \cdot \frac{400^2}{1000 \cdot 10^3} = 9,6 \cdot 10^{-3} \Omega$$

La intensidad nominal secundaria del trafo de 1.000 kVA es:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1.443,37 \text{ A}$$

Partiendo de las pérdidas en el cobre (trafo 1000 kVA = 9.900)

$$R_{T1000} = \frac{P_{cobre}}{\sqrt{3} \cdot I_n^2} = \frac{9.900}{\sqrt{3} \cdot 1.443,37^2} = 2,74 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_{T1000} = \sqrt{Z_{T1000}^2 - R_{T1000}^2} = 9,2 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$Z_{T1000} = (2,74 + j 9,2) \cdot 10^{-3} \Omega$$

La impedancia del cable de interconexión al trafo de 1000 kVA con el cuadro General de Baja Tensión con cuatro (4) cables en paralelo por fase de 240 [mm] <sup>2</sup> de Cu con una longitud aproximada de 10 m, tendremos:

$$R_{\text{cable}} = \frac{\rho \cdot L}{\text{Seccion}} = \frac{0,018 \cdot 10}{4 \cdot 240\text{mm}^2} = 0,188 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$X_{\text{cable}} = \frac{0,08 \cdot L}{n} = \frac{0,08 \cdot 10}{4} = 0,2 \cdot 10^{-3} \Omega$$

$$Z_{\text{cable}} = 0,187 + 0,2j \cdot 10^{-3} \Omega$$

La impedancia total en barras del Cuadro General de Baja Tensión es:

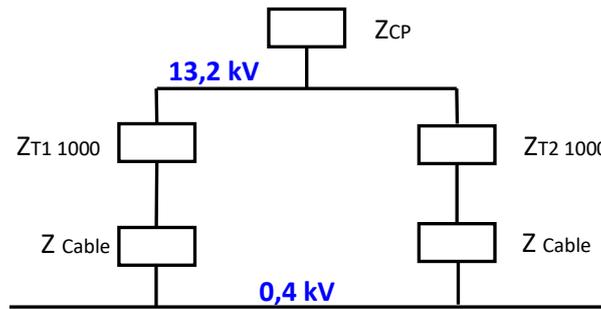


Figura 4 Cuadro Distribución BT Pasaia

$$Z = Z_{CP} + \frac{1}{2} \cdot (Z_{T1\ 1000} + Z_{cable}) = \left[ (8,6306 \cdot 10^{-4} + j 5,77923 \cdot 10^{-3}) + \frac{1}{2} \cdot [(2,74 + j 9,2) + (0,187 + 0,2j)] \right] \cdot 10^{-3} = (2,32656 \cdot 10^{-3} + j 0,0104792) \Omega$$

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} = 0,0107$$

Intensidad de cortocircuito en el CT Pasaia:

$$I_{cc\ CP} = \frac{1,1 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{1,1 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot 0,0107 \Omega} = 23,66 \text{ kA}$$

Valor máximo,  $I_{cp}$ , según CEI-909 para  $\frac{R}{X} = 0,22$

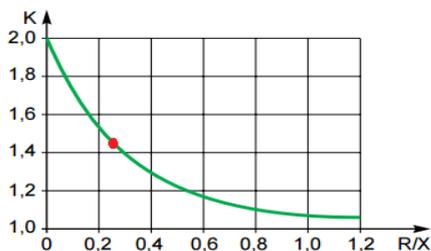


Figura 5 Variación del factor K en función de R/X

Donde de la tabla:

$$k = 1,02 + 0,98e^{-3\frac{R}{X}} = 1,52$$

$$k = 1,43$$

$$I_{cp\ CTH} = \sqrt{2} \cdot k \cdot I_{cc\ CTG} = 1,42 \cdot 1,52 \cdot 23,66 = 51,06 \text{ kA}$$

Por otro lado, para el cálculo de la Intensidad de cortocircuito subtransitoria en barras de Cuadro General de Baja Tensión, se tendrá en cuenta la aportación de los motores instalados y en funcionamiento en el momento de producirse el defecto.

Si consideramos que estén funcionando 4 motores de ventilación de emergencia de 132 kW cada uno

/ Potencia total = 528 kW

S= 621 kVA en motores con un Cos φ 0,8.

La intensidad aportada por los motores al defecto será

$$I_s = 3 \cdot \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_s} = 3 \cdot \frac{621}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2,69 \text{ kA}$$

La intensidad total subtransitoria en barras del C.G.B.T.

$$I_{cc \text{ CP}} = I_{cc \text{ CTH}} + I_s = 23,66 + 2,69 = \mathbf{26,35 \text{ kA}}$$

### 6.5.3. Dimensionado de protecciones

Para la definición del poder de corte, se ha tenido en cuenta los cálculos realizados en el punto anterior de los cuales se puede concluir lo siguiente:

Para transformador de 630 KVA

- / La Intensidad de cortocircuito trifásica calculada: 13,32 KA
- / Intensidad máxima de cresta: 23,36 KA

El interruptor de protección del secundario de los transformadores de potencia y acometida a cuadro de distribución de la SE de Sasuategi deberá tener las siguientes características:

- / Poder de corte: 16KA
- / Poder de cierre ( KA cresta): 36KA

Para transformador de 1000 KVA

La Intensidad de cortocircuito trifásica calculada: 27 KA

Intensidad máxima de cresta: 51,06 KA

La aportación al cortocircuito se realizará por las dos ramas en paralelo de los dos transformadores, es decir, las intensidades por cada una de serán las siguientes:

- / I<sub>cc</sub>: 13,5 KA
- / I<sub>cp</sub>: 25,53 KA

El interruptor de protección del secundario de los transformadores de potencia y acometida a cuadro de distribución de la SE de Sasuategi deberá tener las siguientes características:

- / Poder de corte: 30KA
- / Poder de cierre (Ka cresta): 52KA

A fin de unificar equipos con estaciones similares de la línea y tomando unos valores conservadores del lado de la seguridad y robustez de los interruptores, se han seleccionado los siguientes interruptores que además de cumplir las intensidades de cortocircuito calculadas, cumplen también con los consumos requeridos.

Potencia [kVA]	Us [V]	Is [A]	Calibre interruptor	I <sub>CCs</sub> subtransitoria	I <sub>cp</sub> Cresta	Poder corte [kA]
630	400	909,35	1000(reg0.9)	25,20	36	16
1000	400	1.443,42	1600(reg2.3)	32,36	52	30

Tabla 14 Dimensionamiento de las Protecciones

#### 6.5.4. Dimensionado de bandejas y tubos

Teniendo en cuenta que los cables no deben ocupar más del 40% de la sección recta de la bandeja, la sección Sg necesaria de la misma en mm<sup>2</sup> nos vendrá dada por:

$$S_g = R (\sum n \times S_c) \quad (\Sigma = \text{Sumatorio})$$

Siendo:

- / R = Coeficiente de reserva previsto = 2,5
- / n = N<sup>o</sup> de conductores
- / S<sub>c</sub> = Sección en mm<sup>2</sup> de dichos conductores

El dimensionamiento de tubos está de acuerdo con R.E.B.T.

La sección del tubo será como mínimo superior a 3 veces la sección total de los cables alojados en dicho tubo.

#### 6.5.5. Dimensionado de Baterías de Condensadores

Con objeto de mejorar el factor de potencia de las instalaciones, la capacidad de la red 13,2 kV y el funcionamiento de los transformadores de potencia de las Subestaciones de Tracción que a futuro alimentarán dicha red, se ha previsto la instalación de Baterías de Condensadores automáticas.

Los equipos de alumbrado se suministrarán todos de alto factor, por tanto las baterías mejorarán el factor de potencia principalmente del equipamiento electromecánico.

Las estaciones y túneles tienen cargas eminentemente resistivas a excepción de los motores de ventilación y bombeo, por lo que estimamos un factor de potencia inicial de 0,91. A efectos de mantenimiento y repuestos se intentará uniformar el suministro de batería y se han previsto las siguientes:

Potencia media considerada en equipamiento electromecánico = 771 kW

- / • Cos φ<sub>1</sub> = 0,91
- / • Tag φ<sub>1</sub> = 0,45

Para mejorar el factor de potencia a cos φ<sub>2</sub> = 0,95; tag φ<sub>2</sub> = 0,33; se instalará una batería, de potencia:

$$Pr = 771(0,45 - 0,33) \approx 100 \text{ kVAr.}$$

Se consideran, por tanto necesaria, las siguientes baterías de condensadores regulable y automática:

Batería de condensadores con filtro de rechazo sintonizado a 215 Hz de 100 kVAr y regulación automática con ocho pasos (8x12,5 kVAr)

## 7. Red de tierras en estaciones

### 7.1. Datos de partida

La red de puesta a tierra de las estaciones y salidas de emergencia estará formada por los siguientes dos (2) sistemas:

- / Red de tierras de protección conjunto para media y baja tensión
- / Red de tierras de servicio para puesta a tierra de neutro de transformadores

El régimen de puesta a tierra del neutro de los transformadores corresponde a un sistema TN-S, uniendo la red de tierras de protección y la de servicio. Con lo indicado anteriormente, se pretende el garantizar que el sistema de p.a.t. de servicio, no alcance tensiones elevadas que puedan afectar a las instalaciones de baja tensión en el momento en el que se esté disipando un defecto por el sistema de protección.

La difusión de la corriente de puesta a tierra se realizará a través de electrodos situados en la cota inferior del túnel.

### 7.2. Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto

En las instalaciones de MT de tercera categoría, los parámetros que determinan los cálculos de faltas a tierra son las siguientes:

De la red:

- / Tipo de neutro. El neutro de la red puede estar aislado, rígidamente unido a tierra, unido a esta mediante resistencias o impedancias. Esto producirá una limitación de la corriente de la falta, en función de las longitudes de líneas o de los valores de impedancias en cada caso.
- / Tipo de protecciones. Cuando se produce un defecto, éste se eliminará mediante la apertura de un elemento de corte que actúa por indicación de un dispositivo relé de intensidad, que puede actuar en un tiempo fijo (tiempo fijo), o según una curva de tipo inverso (tiempo dependiente). Adicionalmente, pueden existir reenganches posteriores al primer disparo, que sólo influirán en los cálculos si se producen en un tiempo inferior a los 0,5 segundos.

No obstante, y dada la casuística existente dentro de las redes de cada compañía suministradora, en ocasiones se debe resolver este cálculo considerando la intensidad máxima empírica y un tiempo máximo de ruptura, valores que, como los otros, deben ser indicados por la compañía eléctrica.

### 7.3. Diseño preliminar e instalación ejecutada de la red de tierras

Se refiere este capítulo a la red de tierras a realizar en el centro de transformación de cada Estación y Salida de Emergencia.

#### DISEÑO INICIAL

El diseño preliminar de la instalación de puesta a tierra se realizó basándose en las configuraciones tipo presentadas en el Anexo 2 del método de cálculo de instalaciones de puesta a tierra de UNESA, que esté de acuerdo con la forma y dimensiones del Centro de Transformación, según el método de cálculo desarrollado por este organismo.

Inicialmente, se estudió la siguiente configuración para la puesta de tierra:

/ Configuración de la tierra de protección de masas de B.T. Para ambos cuartos.

Para cuartos, 8 picas en hilera cada 6 metros. Cada pica de 4 metros de longitud y unidas todas ellas con cable de cobre desnudo de 95 mm<sup>2</sup>. La parte superior de cada pica estará a una profundidad no menor de 0,5 metros respecto la cota de terreno (en el túnel respecto a la solera de hormigón).

/ Configuración de la tierra de servicio (neutro del transformador B.T.) para Cuarto de Transformación e Instalaciones.

Estará formada por tres (3) picas del mismo tipo que las ya definidas para la puesta a tierra de protección de masas. Su configuración será en línea, separadas tres (3) metros entre ellas y enterradas a una profundidad tal, que su parte superior no esté a menos de 0,5 metros de la superficie.

La distancia entre picas más cercanas de las tierras de protección y de servicio, no debe ser menor de 35 metros.

Cada pozo de tierra consistirá en un taladro vertical de 0,1 m de diámetro por 5 m de profundidad, en el cual se alojarán dos (2) picas de acero – cobre, de 18,3 mm de diámetro y 2 m de longitud, acopladas entre sí. Con objeto de mejorar la resistividad del terreno, se efectuará un relleno del hueco bien compactado, de mezcla a partes iguales de arcilla, grafito y bentonita. Con este sistema, se consigue una resistividad del terreno de  $\rho = 18 \Omega / m$ .

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y servicio independientes, aparte de la separación de electrodos, la conexión a los mismos se efectuará con cable aislado de 95 mm<sup>2</sup> de sección.

Como medidas complementarias de seguridad y formando una malla equipotencial en el piso del Centro de Transformación, se instalará un mallazo electrosoldado compuesto por redondos de diámetro 5 mm  $\varnothing$  formando una retícula de 150x150 mm y se conectará mediante soldaduras aluminotérmicas a la red de tierras del centro en cuatro puntos, preferiblemente opuestos, cubriéndose con una capa de hormigón de 5 cm (mínimo).

El régimen de puesta a tierra del neutro de los transformadores corresponde a un sistema TN-S, con conductor de protección independiente para todos los servicios.

Toda la instalación de puesta a tierra estará de acuerdo con el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, Instrucciones técnicas complementarias MIE-RAT 13 y con el Reglamento de Baja Tensión ITC-BT-18.

## TIERRAS EJECUTADAS

La toma de tierras será realizada en el momento de ejecutar parte de la obra civil, con anterioridad a la ejecución del presente proyecto por medio de ocho pozos de electrodos, ubicados la mitad en cada bajo andén y ha sido realizada como tierra única para una configuración con sistema TN-S, uniendo la red de tierras de protección de los herrajes y la de servicios del neutro del transformador. La conexión entre dichos pozos, se realizará por los propios bajo andenes con cable de cobre aislado, 0,6/1kV de 95 mm<sup>2</sup> a forma de anillo entre ambos andenes y se llevará hasta el recinto del centro de transformación donde se colocará la caja de seccionamiento de tierra, que a su salida se colocará una pletina de conexión de cobre o “barra de tierra”, para recibir todas las uniones con los elementos a conectar a tierra.

Dichos pozos de electrodos tienen arquetas registrables normalizadas de poliéster – fibra de vidrio.

De la estructura hay sacados extremos unidos a su mallazo y se realizará una malla perimetral en el interior del centro con cable de cobre desnudo de 95 mm<sup>2</sup> grapado uniéndolo a la barra de tierra, y realizando derivaciones a todos los cuadros, transformadores, estructuras metálicas, ventilación, rejillas, puertas, etc.

## 7.4. Cálculo de la resistencia del sistema de tierra

### 7.4.1. Red de 13,2 kV

La intensidad máxima de defecto a tierra se calculó en el apartado 5.1.5 siendo tanto para el caso de la SE Sasuategi y estación de Pasaia de:

$$I_{CC \text{ fase-tierra}} = 2,02 \text{ kA}$$

Se asume que el 50% de la corriente se va por el electrodo y el otro 50 % se va por la pantalla, es equivalente a decir que:

$$R_{\text{electrodo}} = R_{\text{a través pantallas}}$$

Por lo tanto, la corriente de defecto ( $I_{(E)}$ ) es un 50 % de la anterior:

$$I_E = 1,01 \text{ kA}$$

Por lo tanto, tomaremos la intensidad de puesta a tierra que fue tomada en el proyecto de construcción inicial de  $I_d = 2000 \text{ A}$  como válida al cubrir a cualquiera de los valores anteriores, ya que dichas tierras fueron ejecutadas según dichas justificaciones, que anexamos a continuación, debiendo realizar las correspondientes mediciones de tensiones de paso y contacto para verificar su correcta ejecución, y comprobar que no haya riesgos.

### 7.4.2. Resistencia del sistema de Tierras

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto salen de:

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt}$$

Donde:

- /  $I_d$  intensidad de falta a tierra [A]            2000 A
- /  $R_t$  resistencia total de puesta a tierra [ $\Omega$ ]
- /  $V_{bt}$  tensión de aislamiento en baja tensión [V]    6.000 V

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_d = I_{dm}$$

Donde:

- /  $I_{dm}$  limitación de la intensidad de falta a tierra [A]
- /  $I_d$  intensidad de falta a tierra [A]

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

$$I_d = 2000 \text{ A}$$

La resistencia total de puesta a tierra preliminar:

$$R_t = \frac{V_{bt}}{I_d} = 3 \Omega$$

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener una  $K_r$  más cercana inferior o igual a la calculada para este caso y para este centro.

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r = \frac{R_t}{R_o}$$

Donde:

- /  $R_t$  resistencia total de puesta a tierra [Ohm]
- /  $R_o$  resistividad del terreno en [Ohm·m]
- /  $K_r$  coeficiente del electrodo

Centro de Transformación

Para nuestro caso particular, y según los valores antes indicados:

$$K_r \leq 0,166$$

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las tablas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierras) que cumple el requisito de tener un  $K_r$  más cercana inferior o igual a la calculada para este caso y para este centro.

La configuración seleccionada para este caso tiene las siguientes propiedades:

- / Configuración seleccionada: 5/84
- / Geometría del sistema: Picas alineadas
- / Distancia entre picas: 6 metros
- / Profundidad del electrodo horizontal: 0,5 m
- / Número de picas: ocho
- / Longitud de las picas: 4 metros (en dos tramos de 2 metros cada una)
- / Diámetro de las picas: 18 metros

Numero de picas	Resistencia $k_r$	Tensión de Paso $k_p$	Código configuración
2	0,113	0,0208	5/24
3	0,075	0,0128	5/34
4	0,0572	0,00919	5/44
6	0,0399	0,00588	2/64
8	0,0311	0,00432	5/84

Tabla 15 Configuración de picas

Parámetros característicos del electrodo:

- / De la resistencia  $K_r = 0,0311$
- / De la tensión de paso  $K_p = 0,00432$

/ De la tensión de contacto  $K_c = 0$

Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adaptan las siguientes medidas de seguridad:

Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.

En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo.

En el caso de instalar las picas en hilera, se dispondrán alineadas con el frente del edificio.

El valor real de la resistencia de puesta a tierra del edificio será:

$$R_t = K_r \cdot R_o$$

Donde:

- /  $K_r$  coeficiente del electrodo 0.0311
- /  $R_o$  resistividad del terreno en [ $\Omega \cdot m$ ] 18  $\Omega \cdot m$
- /  $R_t$  resistencia total de puesta a tierra [ $\Omega$ ]

Por lo que para el Centro de Transformación:

$$R_t = 0,5598 \Omega$$

Y la intensidad de defecto real, tal y como indica la fórmula:

$$I_d = 2000 A$$

### CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE PASO EN EL INTERIOR DE LA INSTALACIÓN

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$V_d = R_t \cdot I_d$$

Donde:

- /  $R_t$  resistencia total de puesta a tierra [ $\Omega$ ] 0,5598  $\Omega$
- /  $I_d$  intensidad de defecto [A] 2000 A
- /  $V_d$  tensión de defecto [V]

Por lo que en el Centro de Transformación:

$$V_d = 1.119,6 V$$

La tensión de paso en el acceso será igual al valor de la tensión máxima de contacto siempre que se disponga de una malla equipotencial conectada al electrodo de tierra según la fórmula:

$$V_c = K_c \cdot R_o \cdot I_d$$

Donde:

- /  $K_c$  coeficiente 0
- /  $R_o$  resistividad del terreno en [ $\Omega \cdot m$ ] 18  $\Omega \cdot m$

- /  $I_d$  intensidad de defecto [A] 2000 A
- /  $V_c$  tensión de paso en el acceso [V]

En este caso, al estar las picas alineadas frente a los accesos al Centro de Transformación paralela a la fachada, la tensión de paso en el acceso va a ser prácticamente nula por lo que no la consideraremos.

#### CÁLCULO DE LAS TENSIONES DE PASO EN EL EXTERIOR DE LA INSTALACIÓN

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no es preciso calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, ya que éstas serán prácticamente nulas.  
Tensión de paso en el exterior:

$$V_p = K_p \cdot R_o \cdot I_d$$

Donde:

- /  $K_p$  coeficiente  $R_o$  resistividad del terreno en [Ohm·m] 0.00432
- /  $R_o$  resistividad del terreno en [ $\Omega \cdot m$ ] 18  $\Omega \cdot m$
- /  $I_d$  intensidad de defecto [A] 2000 A
- /  $V_p$  tensión de paso en el exterior [V]

Por lo que, para este caso:

$$V_p = 155,52 \text{ V en el Centro de Transformación}$$

#### CÁLCULO DE LAS TENSIONES APLICADAS

Centro de Transformación

Los valores admisibles son para una duración total de la falta igual a:

(Tablas UNESA)

- / •  $0,9 \geq t \geq 0,1$
- / •  $K = 72$
- / •  $n = 1$

Tensión de paso en el exterior:

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot R_o}{1000}\right)$$

Donde:

- /  $K$  coeficiente  $t$  tiempo total de duración de la falta [s]
- /  $n$  coeficiente
- /  $R_o$  resistividad del terreno en [ $\Omega \cdot m$ ]
- /  $V_p$  tensión admisible de paso en el exterior [V]

Por lo que, para este caso

$$V_p = 1139,65 \text{ V}$$

La tensión de paso en el acceso al edificio:

$$V_p = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot R_o + 6 \cdot R'_o}{1000}\right)$$

Donde:

- /  $K$  coeficiente
- /  $t$  tiempo total de duración de la falta [s]

- / n coeficiente
- / R<sub>o</sub> resistividad del terreno en [ $\Omega \cdot m$ ]
- / R<sub>ó</sub> resistividad del hormigón en [ $\Omega \cdot m$ ]
- / V<sub>p</sub> (acc) tensión admisible de paso en el acceso [V]

Por lo que, para este caso

$$V_p \text{ (acc)} = 10.341,26 \text{ V}$$

Comprobamos ahora que los valores calculados para el caso de este Centro de Transformación son inferiores a los valores admisibles:

Tensión de paso en el exterior del centro:

$$V_p = 155,52 \text{ V} < V_p = 1.139,65 \text{ V}$$

Tensión de paso en el acceso al centro:

$$V_p \text{ (acc)} = 0 \text{ V} < V_p \text{ (acc)} = 10.341,267 \text{ V}$$

Tensión de defecto:

$$V_d = 1.120 \text{ V} < V_{bt} = 6.000 \text{ V}$$

Intensidad de defecto:

$$I_a = 50 \text{ A} < I_d = 2000 \text{ A} < I_{dm} = 2000 \text{ A}$$

## 7.5. Comprobación aparellaje baja tensión

Cuando se produce un defecto a tierra, la intensidad real difundida por los electrodos es de 2.000 A, la elevación de tensión con respecto a tierra será de:

$$V = I_f \times R_t = 2.000 \times 0,559 = 1.118 \text{ V}$$

Que es inferior a la tensión que deben soportar los equipos de B.T. (UNESA recomienda no sobrepasar los 1200 V a frecuencia industrial). Por este motivo, puede irse en estos casos a un sistema de tierra conjunto para la protección de equipos de media y baja tensión.